

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**ОПТИМИЗАЦИЯ ФОНТАНИРУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН ПРИ
РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-
ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

Н.Д.Булчаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.С.Кузьмова
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

подпись, дата

Е.В.Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студентке Кузьмовой Василине Сергеевне

Группа ЗНБ12-04. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Оптимизация фонтанирующего фонда скважин при разработке нефтяных оторочек на примере Юрубчено-Тохомского месторождения»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Н.Д. Булчаев, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Оптимизация фонтанирующего фонда скважин;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Булчаев Н.Д.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Кузьмова В.С.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оптимизация фонтанирующего фонда скважин при разработке нефтяных оторочек на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения» содержит 68 страниц текстового документа, 16 рисунков, 15 таблиц, 25 использованных источников.

ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РАСЧЕТ ПОДЪЕМНИКА, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ПРОРЫВ ГАЗА, ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЕМЫЙ КЛАПАН, ЗАБОЙНЫЙ МАНОМЕТР.

Объектом исследования являются новые технологии для оптимизации фонтанной эксплуатации скважин с риском прорыва газа на примере Юрубчено-Тохомского месторождения.

Целью работы является модернизация технологии фонтанной эксплуатации скважин для контроля процесса разработки.

В дипломной работе предлагается использование технологии автоматических запорно-регулируемых клапанов для контроля работы добывающих скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Геология месторождения	5
1.1 Общие сведения о месторождении	5
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	6
1.3 Основной объект разработки Юрубченской залежи.....	9
1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения	12
1.5 Свойства и состав пластовых флюидов	13
2 Характеристика текущего состояния разработки	18
2.1 Текущее состояние разработки месторождения ЮТМ.....	18
2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт	22
3 Оптимизация фонтанирующего фонда скважин.	27
3.1 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского месторождения	27
3.2 Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.	33
3.3 Использование автоматических запорно-регулируемых клапанов для контроля работы фонтанных скважин	40
4 Безопасность и экологичность.....	51
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	51
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	54
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	55
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	57
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	59
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	61
4.7 Экологичность проекта	62
Заключение	64
Список сокращений	Ошибка! Закладка не определена.
Список использованных источников	66

ВВЕДЕНИЕ

Залежи нефти и газа Юрубчено-Тохомском месторождении приурочены к отложениям рифея и венда. Пласт представлен карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа.

Технологическая схема разработки Юрубчено-Тохомского месторождения предусматривает фонтанную эксплуатацию добывающих горизонтальных скважин.

Основной проблемой при разработке Юрубчено-Тохомского месторождения является прорывы газа.

Дипломная работа посвящена модернизации технологии фонтанной добычи с помощью забойных манометров и автоматических запорно-регулируемых клапанов.

Предложенная технология позволит значительно повысить эффективность эксплуатации фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край).

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены [1, 2].

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших в Восточной Сибири. Месторождение открыто в 1982 г., в широкомасштабную промышленную разработку пока не введено. Извлекаемые запасы категории ABC1 + C2 в пределах юрубченской залежи составляют около 174 млн. т. Коллектор представлен древнейшими рифейскими карбонатными отложениями, возраст пород около 1 млрд. лет. Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины составляют соответственно 44 и 41 м) и играет значительную роль в пластовой энергии.

По своим характеристикам месторождение уникально и не имеет аналогов в России и мире. Пористость пород-коллекторов по различным оценкам составляет от 0,5 до 2 % и не выходит за рамки диапазона погрешности методов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом в породах рифейского природного резервуара широко развиты трещиноватость и кавернозность. Как и для всех карбонатных коллекторов, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали, что, возможно, является причиной резких различий продуктивности близко расположенных скважин. Совокупность

перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

К основным геологическим особенностям месторождения, влияющим на технологические решения по разработке и возможность их оптимизации, относятся:

- низкая пустотность коллектора и плотность запасов, что не позволяет применять плотную сетку скважин из-за малой накопленной добычи на скважину;

- хорошая гидродинамическая связь по продуктивной площади месторождения, обусловленная развитой трещиноватостью, что обеспечивает большую зону дренирования скважин и дает возможность размещать скважины на расстоянии связности, подтвержденной гидропрослушиваниями (около 1 км), без рисков потери извлекаемых запасов;

- обширная газовая шапка;

- наличие водоносного горизонта на всей площади месторождения;

- вертикальная трещиноватость, что определяет резкое загазовывание/обводнение при увеличении депрессии;

- сложный геологический разрез с солевыми пластами и твердыми вулканическими породами, трещиноватый продуктивный пласт с сильными поглощениями раствора при бурении, что обуславливает определенные требования к технологиям бурения и заканчивания скважин.

В начале 2000-ных годов, впервые на месторождении пробурена вертикальная скважина с применением современных технологий отбора керна, что обеспечило его практически 100%-ный вынос. Хотя притока в скважину получить не удалось, впервые были выявлены новые принципиальные особенности рифейского резервуара. В процессе первичного описания и последующего детального изучения керна зафиксированы субвертикальные трещины. Они соединяют редкие для этой скважины кавернозные зоны,

циклически повторяющиеся в разрезе и имеющие субгоризонтальное направление. Такие кавернозные зоны представляют собой узкие, горизонтально вытянутые своеобразные щелевидные пустоты. Во вскрытом данной скважиной рифейском разрезе выделены три уровня развития подобных интервалов. Несмотря на то, что число субгоризонтальных кавернозных зон в разрезе оказалось невелико, их обнаружение позволило во многом пересмотреть представления о строении рифейского природного резервуара.

При анализе продуктивности скважин в пределах месторождения, можно предположить, что наиболее высокочемкая часть резервуара распространена в западной части месторождения (рисунок 1.1).

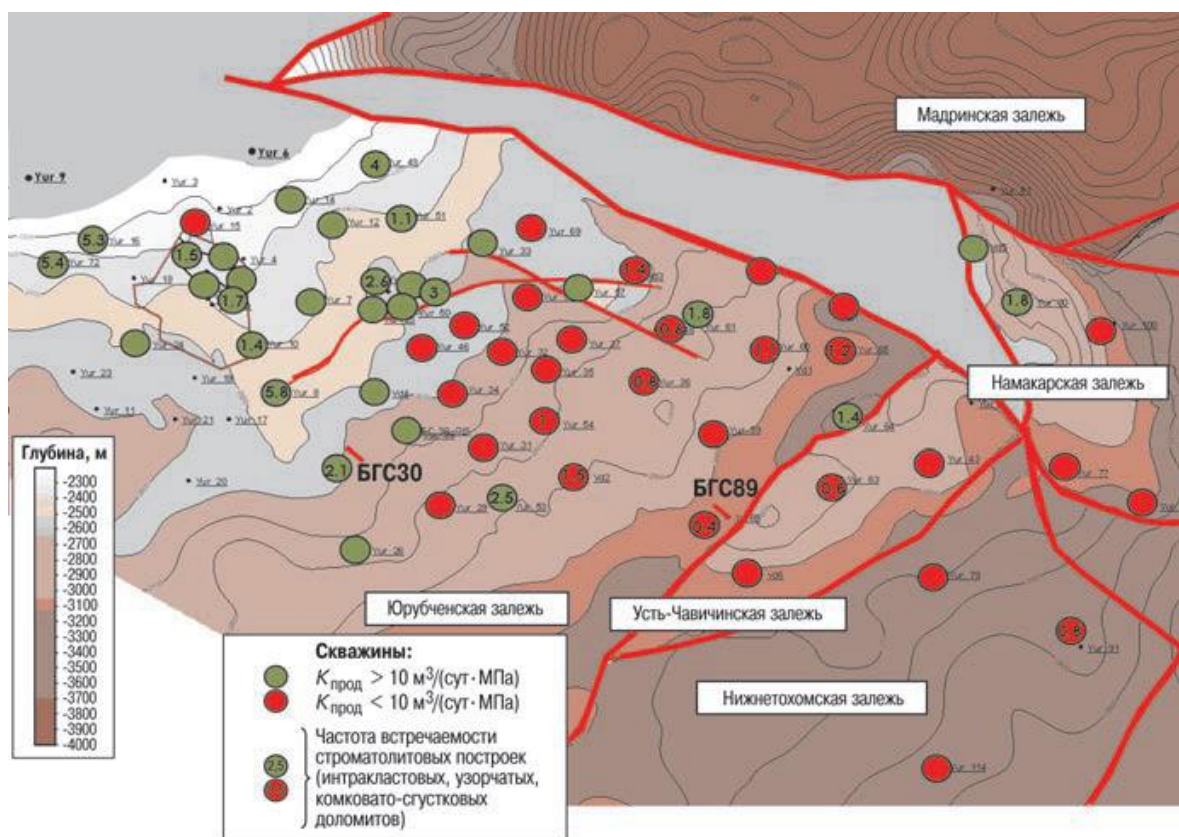


Рисунок 1.1 - Структурная карта поверхности фундамента с ранжированием скважин по продуктивности и частоте встречаемости строматолитовых построек.

По данным анализа кернового материала основную емкость резервуара формируют кавернозные интервалы, а путями фильтрации являются трещины. Плотность вертикальных трещин, зафиксированная в керне, по всему месторождению примерно одинакова и составляет $2,3 \text{ м}^{-1}$.

В общем виде рифейский резервуар представлен непроницаемой матрицей с неэффективной пористостью (в среднем 0,8 %), системой преимущественно вертикальных трещин и субгоризонтальными кавернозными интервалами толщиной до 10-20 см (рисунок 1.2). По различным оценкам, по данным ГИС и анализа керна средняя эффективная пористость (трещины и кавернозные интервалы) Юрубченской залежи составляет 1,5 %, причем в западной части залежи она достигает 4,5 %, в среднем 1,7 %, в восточной части – в среднем около 1 %.

Продуктивность скважин контролируется не столько наличием трещиноватости, сколько сочетанием зон развития кавернозных интервалов (щелевидные пустоты) с интенсивной вертикальной трещиноватостью, что характерно для западных районов Юрубчено-Тохомского месторождения [3, 4].

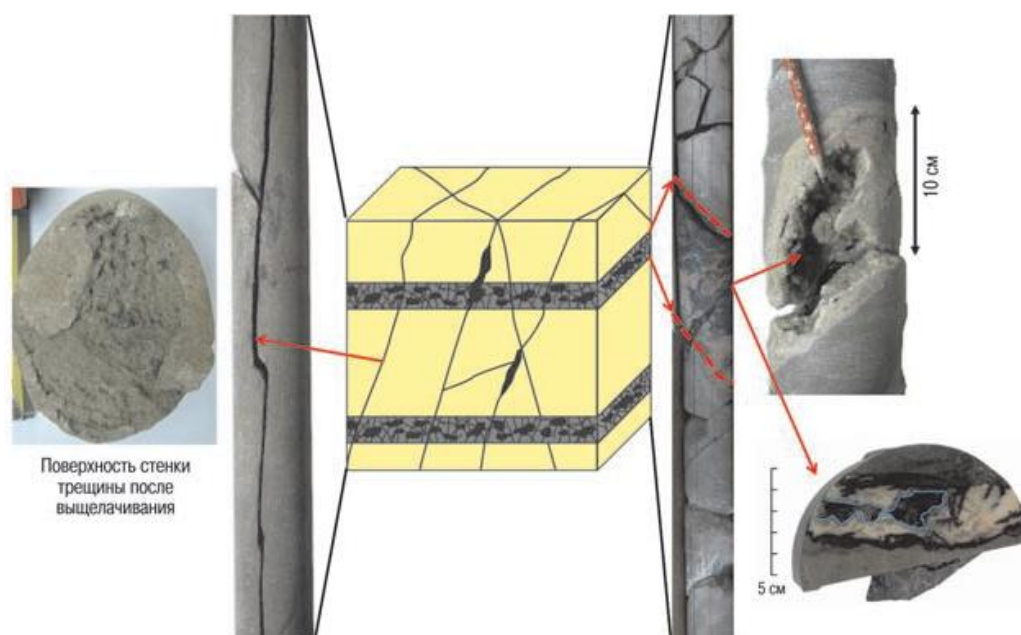


Рисунок 1.2 - Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения.

1.3 Основной объект разработки Юрубченской залежи

Основным объектом разработки Юрубченской залежи является пласт Р1-2 (рифей) (рисунок 1.3 и рисунок 1.4), размерами 50×39 км, высотой 136 м.

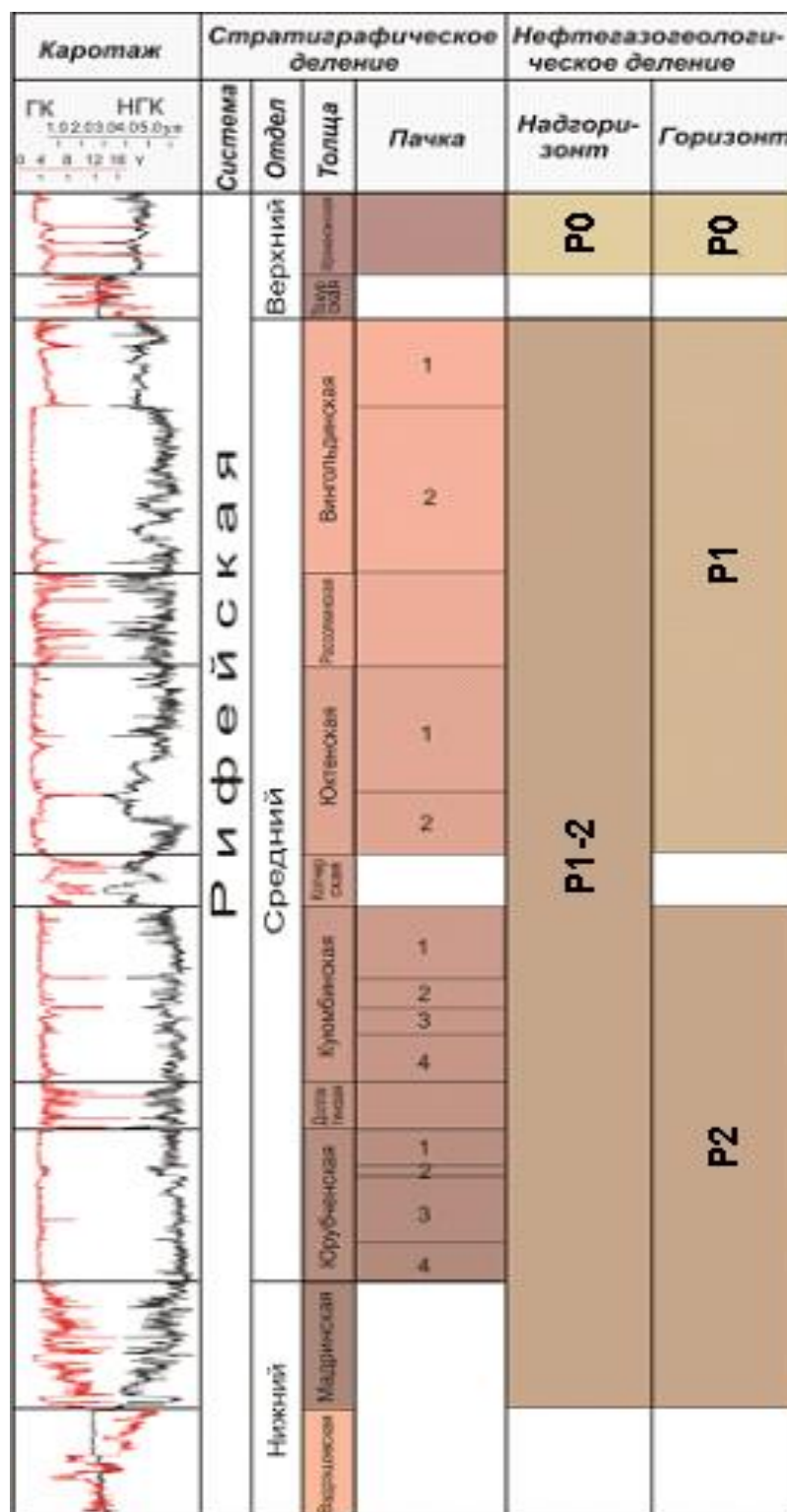


Рисунок 1.3 - Выделение продуктивных горизонтов в разрезе рифея

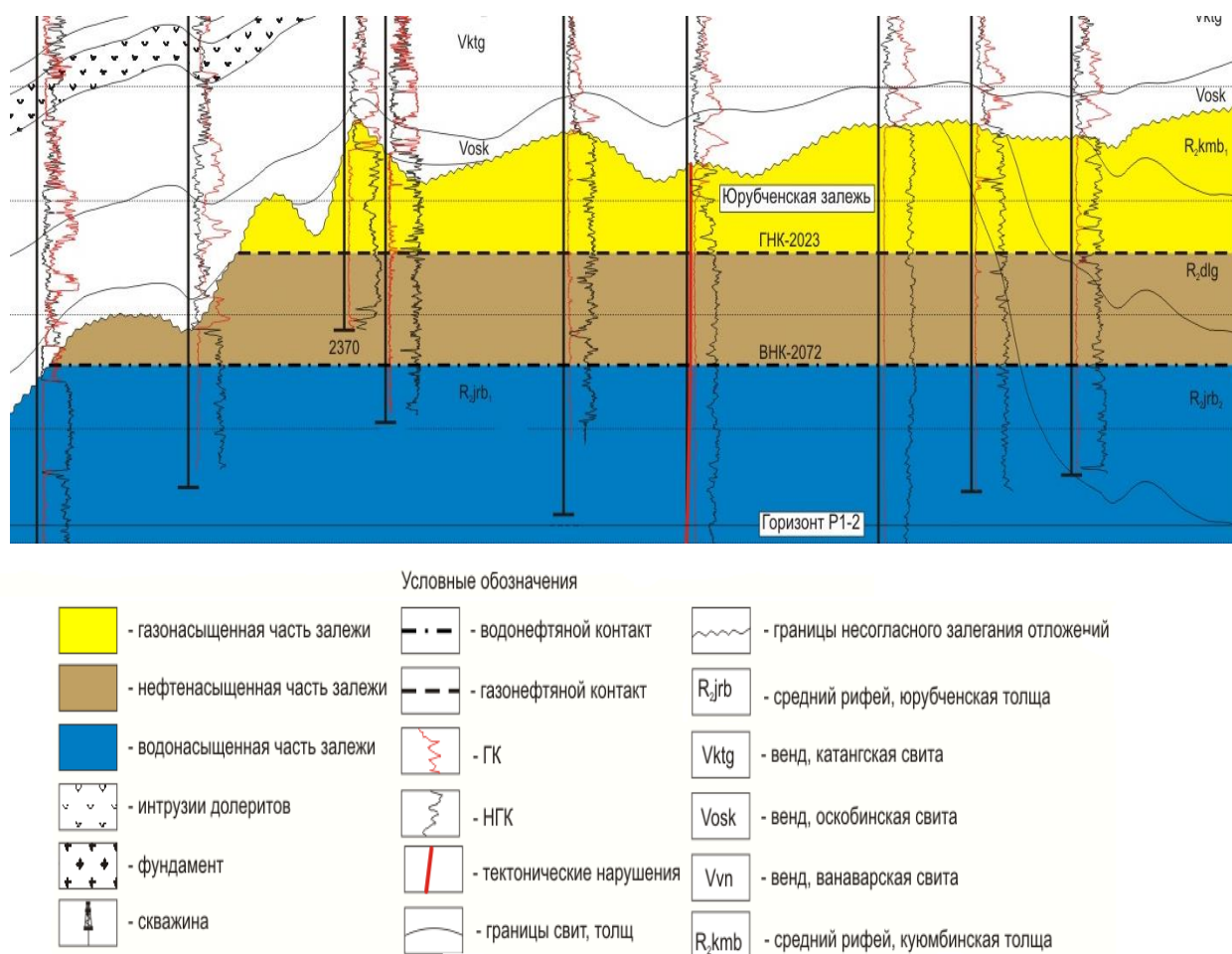


Рисунок 1.4 - Пласт Р1-2

Юрубченская нефтегазоконденсатная залежь ограничена с севера и востока разломами. Залежь антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. Площадь залежи составляет 1138,84 км², ее длина составляет 51 км, ширина 39 км, высота 136 м. Газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 7,3 м до 81,7 м и в среднем по залежи составляет 48,8 м. Нефтенасыщенная толщина залежи в скважинах изменяется от 11,2 м до 49 м и в среднем составляет 43,4 м. Положения ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2072 и –2023 м соответственно.

Пласт представлен окремненными, перекристаллизованными, трещиноватыми доломитами. Наблюдается кавернозность.

Среди доломитов встречаются прослои алевролитов и песчаников. Кремнистый материал неравномерно рассеянный по породе, присутствует в виде линз. Залежь характеризуется наличием газовой шапки (80% площади) и

отдельных субвертикальных макротрещин преимущественно юго-западного и северо-восточного простирания, обеспечивающих приток нефти.

В пределах залежи выделено две зоны: водонефтяная, занимающая 29% от общей площади; водонефтегазовая – 71%.

Коллекторские свойства пласта изучались по результатам лабораторных исследований керна, данным ГИС и гидродинамических исследований скважин.

Статистические показатели характеристик неоднородности залежей по скважинам рифея представлены в таблице 1.

Таблица 1.1 – Характеристика неоднородности залежей по скважинам рифея

Пласт	Количество скважин	Коэф-т песчанистости, доли ед.		Расчлененность, ед.		Коэфф. Макро- неоднор одности	Др. коэф- ты
		Ср. значе- ние	Интервал Измене- ния	Среднее значение	Интервал Измене- ния		
Юр. залежь	53	0,985	0,921-1	4,1	1-19	0,05	-

1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

В западной части Сибирской платформы, выделяются три гидрогеологические формации: подсолевая, соленосная и надсолевая.

Из материалов гидрогеологического опробования скважин Юрубченской площади, которые представлены на рисунке 1.5, установлено, что в рифейском водоносном комплексе распространены рассолы трех типов: хлоридный натриевый, хлоридный натриево-кальциевый, хлоридный натриево-магниевый.

Элемент\тип вод	Cl - Na	Cl - Na - Ca	Cl - Na - Mg
Na ⁺	$\frac{48-62}{58}$	$\frac{24-63}{45}$	$\frac{28-44}{37}$
K ⁺	$\frac{3,4-4,6}{4}$	$\frac{2,4-5,3}{4}$	$\frac{2,7-3,3}{3}$
Ca ²⁺	$\frac{16-22}{18,7}$	$\frac{11,6-25,1}{20,8}$	$\frac{13,6-18}{15}$
Mg ²⁺	$\frac{7,7-12,2}{9,4}$	$\frac{2,2-14,8}{5,6}$	$\frac{10-12,6}{11,6}$
HCO ₃ ⁻	$\frac{0,16-0,18}{0,17}$	$\frac{0,02-0,5}{0,2}$	$\frac{0,1-0,3}{0,13}$
Cl ⁻	$\frac{142-150}{146}$	$\frac{72-197}{126}$	$\frac{106,4-137}{119}$
SO ₄ ²⁻	$\frac{0,3-0,9}{0,6}$	$\frac{0,1-1,1}{0,6}$	$\frac{0,42-1,3}{0,8}$
Минерализация	$\frac{232-249}{238}$	$\frac{117-271}{201,2}$	$\frac{167-218}{190}$

Примечание: В числителе минимальное и максимальное значения, в знаменателе – среднее значение

Рисунок 1.5 – Гидрогеохимическая характеристика рассолов

Все изученные подземные воды характеризуются высокой минерализацией. Наименьшая минерализация (116 г/дм³) отмечена при испытании интервала 2294-2300 метров в скважине Юрубченская-10. Наибольшая минерализация составляет 272 г/дм³ и выявлена в скважине Юрубченская-108 интервал 2344-2356 метров. Основными солеобразующими компонентами пластовых вод являются хлор и натрий.

Наибольшее содержание хлора и натрия прослежено в рассолах хлоридного натриевого типа. Концентрации хлора изменяются от 72 г/дм³ до 197 г/дм³. Содержания натрия изменяются от 24 г/дм³ до 63 г/дм³.

В пределах залежи Р1-2 выделено четыре зоны: водонефтяная, на долю которой приходится 21,9% от общей площади, водонефтегазовая – 75,9%, нефтяная – 0,14% и нефтегазовая – 2%.

1.5 Свойства и состав пластовых флюидов

- Нефть

Плотность нефти в пластовых условиях варьируется между 648,6 – 745,4 кг/м³; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м³, вязкость нефти в пластовых условиях составляет 0,48-2,56 мПа*с (в среднем 1,67 мПа*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьируется между значениями 80,3-232,8 м³/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м³/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м³/т)), объемный коэффициент составляет 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м³), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости (в среднем 8,36 мПа*с) товарная нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям. По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, смол – 4,66%).

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти отображен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра	Пласт Р1-2				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	0,26	-	0,286	-	0,07
- азот + редкие	3,07	-	4,75	-	2,14
в т.ч. гелий	0,05	-	0,086	-	0,04
- метан	65,42	0,33	80,46	0,059	44,57
- этан	15,18	0,57	9,45	0,79	10,42
- пропан	8,15	1,1	3,25	3,03	5,84
- изобутан	1,49	0,63	0,34	1,79	1,18
- норм, бутан	3,46	2,54	0,88	4,08	1,65
- изопентан	0,92	1,75	0,15	2,75	1,17
- норм. пентан	1,07	2,89	0,18	3,53	1,65
- гексаны	1,42	90,19	0,08	83,98	29,78
- гептаны					
- октаны					

- Газ

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание C_{2+} в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем – 74,63%. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м³ (относительная плотность – 0,736). Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

- Конденсат

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила $0,734 \text{ г/см}^3$. Вязкость в среднем составила $1,34 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в среднем составило $0,09\%$, содержание парафина – $0,85\%$, содержание силикагелевых смол – $1,81\%$, асфальтенов – $0,08\%$.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине Юр-25 составил $457,76 \text{ см}^3/\text{м}^3$ по сырому и $251,17 \text{ см}^3/\text{м}^3$ по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет $20,0\text{-}21,0 \text{ МПа}$, давление максимальной конденсации $3,1 \text{ МПа}$. Потенциальное содержание конденсата $133,93 \text{ г/м}^3$, коэффициент извлечения $0,58$, плотность конденсата в стандартных условиях $0,721 \text{ г/см}^3$. Свойства конденсата представлены в таблице.1.3

Таблица 1.3 – Свойства конденсата

Наименование параметра	Численные значения (средние)
1. Газ газовой шапки	
Давление пластовое, МПа	20,97
Температура пластовая, °К	300,4
Давление начала конденсации, МПа	20,0-21,0
Давление максимальной конденсации, МПа	3,1
Давление псевдокритическое, МПа	4,50
Давление приведенное	4,65
Температура псевдокритическая, °К	205,80
Температура приведенная	1,46
Коэффициент сверхсжимаемости (z)	0,79
Объемный коэффициент	0,047
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	0,886
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,024
сырого (нестабильного), КГФ	133,93
стабильного (дебутанизированного)	58,9
2. Стабильный (дебутанизированный) конденсат	
Плотность (станд. условия), кг/м ³	0,721
Вязкость (станд. условия), мПа·с	1,34

- Вода

Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробами, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем 238 г/дм³). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1139 кг/м³ (в пластовых – 1171 кг/м³).

Воды хлоридно- кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем 0,22 м³/м³. Свойства и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения по результатам анализа вод рифейского водоносного комплекса приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Свойства и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения и состав пластовых вод Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения.

Наименование параметра	Пласт (горизонт)	
	Диапазон изменения	Средние значения
Газосодержание, м ³ /м ³	0.22	0.22
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1,076-1,169	1,139
- в условиях пласта	1,162-1,189	1,171
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	1,36-1,92	1,733
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10 ⁻⁴	4,26-4,6	4,37
Объемный коэффициент, доли ед.	0,99-1,0	0,994
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	3850-67000/167,4-2913	42369,4/1842
Ca ⁺²	481-29600/24-1480	19567/976
Mg ⁺²	2186,8-33000/179,2-2704,9	7616/627

2 Характеристика текущего состояния разработки

2.1 Текущее состояние разработки месторождения ЮТМ

На текущий момент производится обустройство первоочередного участка опытно-промышленной эксплуатации ЮТМ. Пробная эксплуатация осуществлялась с целью изучения изменения эксплуатационных характеристик при длительных отборах нефти. Изучались такие параметры, как изменение дебитов, забойных и устьевых давлений, обводненности продукции скважин, газового фактора.

Ранее работы проводились в сезонном режиме в связи с невозможностью утилизации нефти в период отсутствия зимних автодорог, на данный момент появилась возможность круглогодичного проведения работ благодаря завершению строительства автодороги Богучаны – ЮР-5.

Добыча нефти осуществляется фонтанным способом. Годовая добыча нефти 63 тыс. т. Средний дебит нефти 48,6 т/сут. Обводненность продукции равна 0%. Накопленная добыча безводной нефти на 01.02.2012 года составила 642 тыс. т. (0,6% от утвержденных извлекаемых запасов категории С1), что отражено на рисунке 2.1.

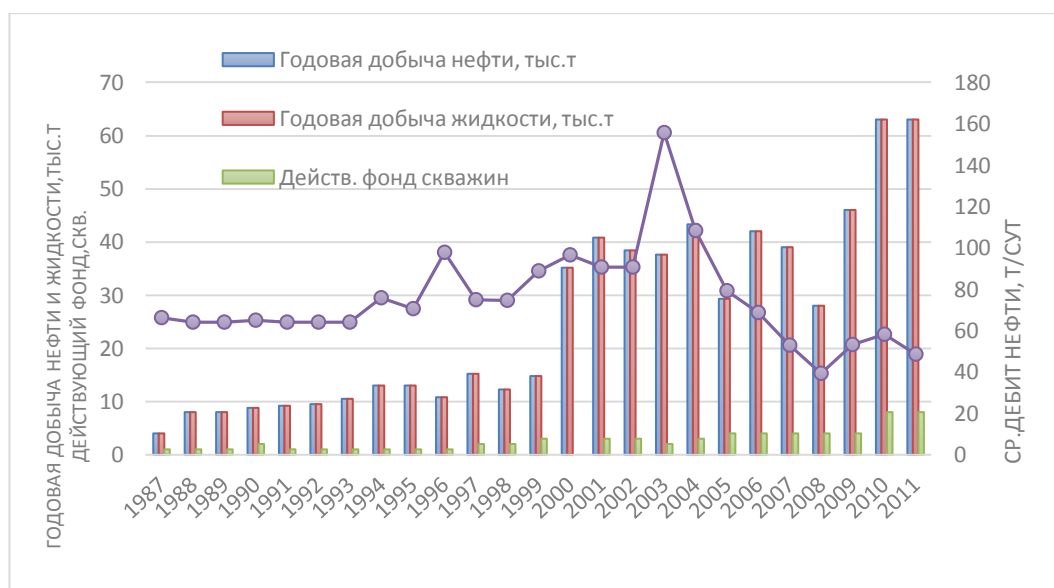


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения

Фонд скважин на ЮТМ представлен следующим образом, как представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фонд скважин ЮТМ

Категория скважин	Количество скважин
Добывающие	8
Нагнетательные	0
В консервации	27
Пьезометрические	2
Водозаборные	2
В ликвидации	26

Из общего числа 27 скважин находятся в консервации, по причине отсутствия обустройства для ввода в эксплуатацию. В ликвидации находятся 26 скважин, из них 35% (16 скважин) ликвидированы по различным технологическим и техническим причинам. Основная причина ликвидации – это несоответствие конструкции скважин условиям эксплуатации.

Закачка агента в систему поддержания пластового давления (ППД) не ведётся, так как на данном этапе разработки проектным решением, система ППД не предусмотрена. Энергия газовой шапки и большие ежегодные перерывы в отборах нефти позволяют поддерживать текущее пластовое давление в зоне отбора на первоначальном уровне. Разработка Юрубченской залежи предусмотрена в режиме истощения залежи (без системы ППД). Попутно добываемая вода утилизируется путём закачки в пласт через водоутилизирующие скважины.

Подготовка воды осуществляется на установке подготовки воды (УПВ). Для обратной закачки попутно добываемой воды от блока кустовых насосных станций (БКНС) до водоутилизирующих скважин рекомендуется однетрубная герметизированная система водоводов высокого давления с утолщённой стенкой.

В 2011 году пробурены и испытаны скважины: разведочные Юр-83, Юр-89 и эксплуатационные Юр-198, Юр-199, Юр-237, Юр-272.

Испытание эксплуатационных скважин проводилось в открытом стволе, в ходе испытания получено [5, 6]:

- скважина Юр-198 в интервале 2815-2847,37 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 7 мм. Получен приток нефти дебитом 82,3 м³/сут, дебит попутного газа на шайбе 14 мм составил 6,3 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважины Юр-199 интервал 2980-4004 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 340,1 м³/сут и попутный газ дебитом 44 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважины Юр-237 интервал 2851-3906 м (пласт рифей, юрубченская толща) на штуцере 10 мм. Получен приток нефти дебитом 263 м³/сут и попутный газ дебитом 46,21 тыс. м³/сут. Дебит газа получен при разгазировании нефти на поверхности;

- скважина Юр-272 в интервале 2619-3092 м (пласт рифей) на штуцере 12 мм. Получен приток нефти дебитом 348 м³/сут, обводненность составляет 8,7% и попутный газ дебитом 38,4 тыс.м³/сут.

С начала разработки 64% добычи нефти приходилось на скважину Юр-5, добыча остальных скважин (Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-22, Юр-24, Юр-25, Юр-71, Юр-1046 и Юр-1061) составила – 36% от общего объема. По данным на 2015 год в круглогодичной эксплуатации находится 5 скважин: Юр-5, Юр-5б, Юр-5ВГ, Юр-71, Юр-25. Остальные эксплуатационные скважины на 01.01.2015 год находятся в бездействующем фонде. Количество добывающих скважин по годам изменялось в пределах от 1 до 7, что обуславливалось видом и необходимостью проводимых гидродинамических исследований [7, 8].

На рисунке 2.2 показана гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

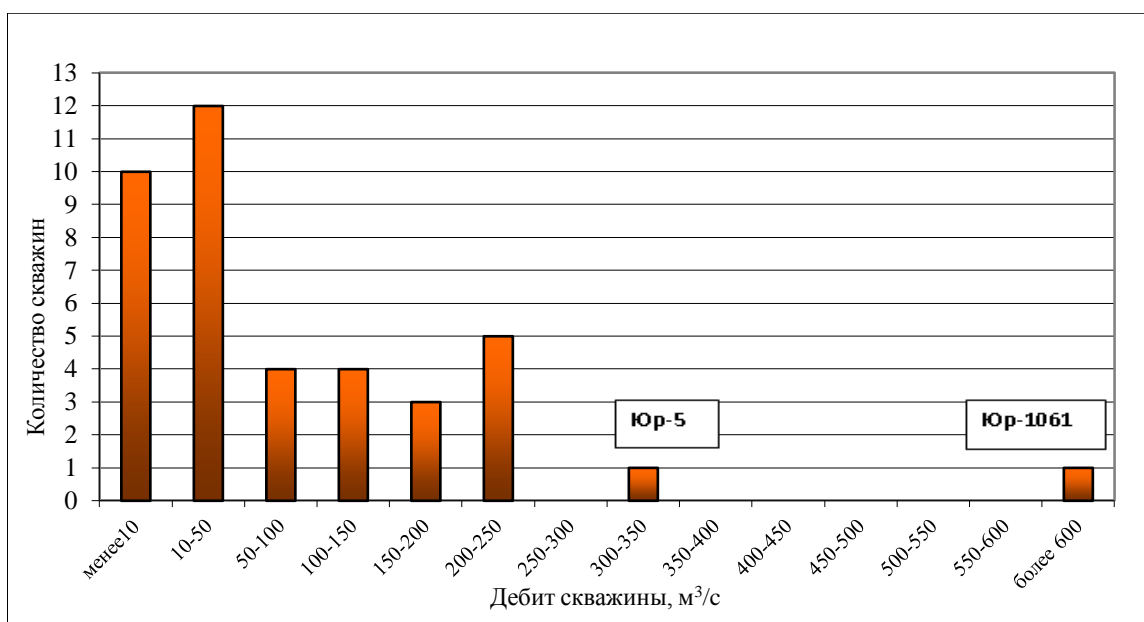


Рисунок 2.2 – Гистограмма распределения дебитов скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Из общего числа фонда добывающих скважин можно выделить две скважины: Юр-5 и Юр-1061, отличающиеся максимальными значениями дебита и коэффициента продуктивности для всей Юрубченской залежи. Можно судить, что причиной высокой продуктивности вышеупомянутых скважин является качество обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) и то, что они закончены открытым стволом.

По имеющимся данным результатов испытаний, можно сделать вывод, что заканчивание скважин открытым стволом способствует высокой продуктивности и рекомендуется как проектное решение при бурении новых скважин.

Испытания скважин после спуска эксплуатационной колонны (ЭК) осуществлялись после установки солянокислотной ванны (СКВ) в объеме 0,5-1,5 м³. При достижении приемистости, кислота задавливалась в пласт, то есть, фактически, проводилась малообъемная солянокислотная обработка (СКО) пласта. Максимальное количество солянокислотных обработок одного объекта достигало 6, максимальное количество кислоты, закаченной в один объект, 14,8 м³ кислоты.

Применение СКВ и СКО в рифейских отложениях позволяет значительно увеличить гидродинамическую связь с пластом.

Замечено, что скважины с близкими значениями нефтенасыщенных толщин имеют значительное различие в дебитах. Петрофизические данные не позволяют определить точные причины, однако существует предположение, что высокодебитные скважины приурочены к тектоническим разломам меридионального направления и оперяющим трещинам.

2.2 Рекомендуемая технология воздействия на пласт

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, следует также ожидать разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти – т.е. будут наблюдаться характерные элементы и режима растворенного газа. На эти основные режимы эксплуатации пласта накладывается поле гравитации, которое будет в значительной степени влиять на процесс образования и разрушения газовых и водяных конусов в районе действующих добывающих скважин. Таким образом, режим эксплуатации нефтяной залежи рифейской карбонатной толщи будет чрезвычайно сложным.

Начиная с 1987 года, во всех без исключения случаях, перед вызовом притока осуществляется соляно-кислотная ванна, а при наличии приемистости – соляно-кислотная обработка. В случае получения низкодебитных притоков углеводородов, использовались дополнительные соляно-кислотные обработки.

Соляно-кислотные обработки и ванны совершенно необходимы при разработке карбонатной толщи Юрубченского блока, так как система трещин в карбонатном коллекторе нуждается в очистке и дренировании: она, по-видимому, сильно загрязнена при коьматации поглощающих интервалов. Но с другой стороны проведение большеобъемных, глубокопроникающих соляно-кислотных обработок и задавливание кислоты в пласт при высоких давлениях, близких к давлению гидроразрыва, является опасным, так как может открыть каналы прорыва газа газовой шапки к забою добывающей скважины или вызвать преждевременное обводнение скважины. Необходимо кропотливо обобщать опыт соляно-кислотных обработок на Юрубченском блоке, чтобы создать оптимальную технологию их проведения.

Вскрытие продуктивных отложений рифея осуществлялось на различных промывочных жидкостях:

- технической воде;
- рассоле;
- водно-инверто-эмульсионных растворах (ВИЭР);
- глинистом растворе с различными добавками.

Плотность применяемых растворов изменялась от 0,98 до 1,08 г/см³. Несмотря на применение при вскрытии промывочных жидкостей малой плотности, из-за аномально-низкого начального пластового давления (21,28 МПа при средней глубине 2340 м) и высокой трещиноватости продуктивной карбонатной толщи, в процессе вскрытия во многих скважинах наблюдались интенсивные поглощения промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Зачастую поглощения сопровождались нефтегазопроявлениями.

Для ликвидации и предотвращения поглощений применялась целенаправленная коьматация поглощающих интервалов. В качестве наполнителя при этом использовались различные добавки в промывочную жидкость:

- глинистая паста;

- цемент;
- опилки;
- ветошь;
- мох;
- разделенная по фракциям мраморная крошка;
- угольный шлак из котельных и другие.

Целенаправленная кольматация, несомненно, существенно ухудшает состояние призабойной зоны продуктивного пласта, что сказывается на результатах испытания скважин. Иногда из заведомо нефтенасыщенных по ГИС интервалов не удастся получить или никакого притока, или слабые нефтегазопроявления. В настоящее время, ведутся работы по изучению проблемы кольматации и разрабатывается технология по устранению отрицательных последствий загрязнения призабойной зоны скважин.

Большинство индикаторных диаграмм, построенных по данным исследования скважин методом установившихся отборов, имеют выпуклый характер, что свидетельствует об уменьшении продуктивности по мере снижения забойного давления в скважине. Такого типа индикаторные диаграммы являются типичными для коллекторов трещинного типа и показывают на уменьшение раскрытости трещин по мере снижения давления в скважине. Снижение забойных давлений и работа скважин с депрессией 1-4 МПа по большинству скважин с криволинейной индикаторной диаграммой снижает коэффициент продуктивности в 2-3 раза. Чтобы избежать этого, необходимо организовать закачку в добывающие скважины кварцевого песка для закрепления трещины в раскрытом состоянии.

Описанные выше особенности поведения трещинного коллектора рифейской карбонатной толщи говорят о том, что в условиях этой залежи весьма перспективно гидровоздействие на пласт – воздействие на пласт давлением, с целью раскрытия естественных трещин продуктивного пласта с последующим их закреплением в раскрытом состоянии закачкой в них кварцевого песка. Фактически, как показано выше, процесс гидровоздействия

уже происходит стихийно при первичном вскрытии пласта во время бурения скважин. Необходимо только следить за тем, чтобы процесс гидровоздействия не переходил в процесс гидроразрыва, т.е. давления на забое скважины не превышали давления гидроразрыва пласта, когда создаются новые трещины, которые могут соединить интервал нефти с газовой шапкой и водоносной зоной, что вызовет быстрое загазование или обводнение добывающей скважины.

Создание эффективной технологии разработки уникально сложной по своему строению рифейской нефтяной залежи возможно только при широком использовании современных методов компьютерного моделирования процесса извлечения нефти из недр.

Удалось установить 4 принципа, на которых должна базироваться технология разработки этой залежи:

- заводнение нефтяного пласта равномерно по площади, с целью создания интенсивных горизонтальных потоков. Это позволит изменить природный газонапорный режим на более эффективный водонапорный, а также добиться преобладания в объеме пласта горизонтальных фильтрационных потоков по сравнению с вертикальными, с которыми связаны процессы загазования и обводнения добывающих скважин со стороны газовой шапки и подошвенной воды;

- использование естественных непроницаемых и малопроницаемых пропластков по разрезу пласта в качестве экранов, отгораживающих интервал отбора нефти по скважине от ГНК и ВНК, путем соответствующего выбора интервала перфорации добывающих и нагнетательных скважин;

- широкое применение метода изменения направления фильтрационных потоков с целью разрушения газовых и водяных конусов;

- широкое применение горизонтальных добывающих скважин. Эта технология является весьма перспективной для условий газодонефтяной рифейской залежи, и результаты компьютерного моделирования свидетельствуют об этом.

Все эти принципы крайне важны. Они играют важную роль в методах применения разработки и эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения.

3` Оптимизация фонтанирующего фонда скважин.

3.1 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Для определения оптимального технологического режима работы скважин необходимо знать следующие параметры:

- продуктивность, зависящую от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны;
- состав и свойства флюидов.

Так же при оптимизации необходимо учитывать такие факторы как:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;
- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

Основными ограничениями для месторождения являются:

- наличие подстилающих вод и газовой шапки;
- высокое давление насыщения (21,6 МПа);
- большой объём водонефтяной и нефтегазовой зон месторождения.

Также при эксплуатации скважин Юрубченской залежи, возможны риски и осложнения выпадения асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО).

Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Анализ рисков добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском месторождении

№ п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	Вечная мерзлота	Риск высокий: а) растепление грунта вокруг скважины; б) выпадение гидратов в скважине; в) трудности запуска скважин, при газлифтном методе эксплуатации (Опыт месторождения Prudo Bay)	– дополнительная термоизоляция скважины; – при эксплуатации с помощью электрического центробежного насоса (ЭЦН) держать уровень ниже 600 м штуцированием затруба; – установка пакера при фонтанном методе эксплуатации; – использование газлифтного метода добычи с пакером; – при установке пакера использовать датчики погружной телеметрии для контроля забойного давления
2	Коррозия	При обводненности до 60% риск слабый. Риск средний, при обводнённости более 60%	Коррозионностойкое исполнение погружного электрического двигателя (ПЭД) для скважин в зоне водонефтяной залежи (ВНЗ), центраторы на ПЭД для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии
3	Прорыв газа из газовой шапки	Высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	Фонтанный/Газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и щадящие значения депрессии скважин
4	Соле-образование	Риск образования солей высокий при дебитах $> 500 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводнённости $> 60\%$	Закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи: фонтанный, ЭЦН и газлифтный. Для выбора способа добычи необходимо провести комплексный анализ текущих условий.

По результатам исследований и расчетов плотность пластовой неразгазированной нефти – 699 кг/м^3 , давление насыщения нефти газом при пластовой температуре от 26 до 27 $^{\circ}\text{C}$ составляет 21,6 МПа, газовый фактор – $194 \text{ м}^3/\text{м}^3$, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,35 мПа·с.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти – 821 кг/м³; объемный коэффициент – 1,375; динамическая вязкость разгазированной нефти – 8,5 мПа·с.

Нефть малосернистая 0,21%. Малосмолистая – 4,84%. Парафинистая – 1,83%. Содержание асфальтенов – 0,18%. Содержание силикагелевых смол – 4,66%,.

Пластовая вода высокоминерализованная (содержание солей 265 г/л), среднее значение pH равно 5,72, относится к хлоркальциевому типу. Поскольку в воде содержится много кальция (до 38,1 г/л), магния (до 33 г/л), железа (до 0,713 г/л) прогнозируемым осложнением добычи будет выпадение солей и гидроокисей, особенно при интенсивном отборе с резким нарушением фазового равновесия в призабойной зоне пласта.

Обводненность продукции возрастает достаточно медленно: за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30%, но при этом газовый фактор возрастает $> 1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

Под критическим дебитом понимается максимально возможный дебит нефти, при котором водяной (или газовый) конус достигает нижней (верхней) границы интервала перфорации.

С одной стороны, сравнительно большая толщина нефтенасыщенного пласта (49 м между ВНК и ГНК) способствует уменьшению этого эффекта для данной залежи. С другой стороны, в трещиновато-кавернозных коллекторах, к которым относится данный коллектор рифейской толщи, направление наибольшей проницаемости совпадает с преобладающим направлением трещин, в то время как матрица остается почти непроницаемой. Поскольку для этого типа коллекторов характерна вертикальная и субвертикальная направленность трещин, это может способствовать значительному уменьшению анизотропии проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, что приводит к снижению критического дебита и предельных пластовых депрессий. Скважины будут устойчиво фонтанировать при газовом факторе (ГФ) более 160

м³/м³. Существенным моментом, определяющим выбор способа добычи, является высокий проектный уровень величины промыслового газового содержания продукции.

Вышеназванные факторы теоретически могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с высоким газосодержанием продукции, возможностью отложений солей в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), арматуре, наземных коммуникациях; вредным влиянием газа и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются:

- запарафинивание подъёмных труб;
- образование гидратной пробки;
- разъедание штуцера;
- забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.

Для восстановления работы скважины в оптимальном режиме разрабатывается комплекс работ, включающий в себя разноплановые мероприятия.

В таблице 3.2 представлены нарушения нормальной работы скважины и мероприятия по восстановлению нормальной работы скважин.

Таблица 3.2 – Причины нарушения нормальной работы скважин

Показатели нарушения режима работы скважины	Причина нарушения режима скважины	Мероприятия по восстановлению нормальной работы скважины
Давление на буфере и дебит скважины снижается, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках НКТ, происходит уменьшение диаметра проходных сечений НКТ (запарафинивание НКТ)	При очистке скважин от АСПО и гидратов первоначально необходимо прокачать при открытой буферной задвижке в затрубное пространство количество нефти равное объёму скважины, далее при закрытой буферной задвижке, продавить в пласт для предотвращения притока газа 10-20 м ³ нефти. После этого прокачать в затрубное пространство при открытой буферной задвижке дополнительно 35-40 м ³ нефти, закачку в скважину последней порции нефти вести при увеличении диаметра штуцера на выкидной линии.
Давление на буфере и дебит скважины снижается до нуля, одновременно давление в затрубном пространстве повышается	Образование парафиновой (гидратной) пробки в НКТ	Для разрушения пробки необходимо использовать все методы борьбы с АСПО. Если циркуляция не восстанавливается, то НКТ поднимают на поверхность и очищают с помощью пароподающего устройства (ППУ)
Значительное снижение затрубного давления	Образование пробки на забое или появление воды на забое	При появлении воды необходимо увеличить давление на забое, путем установки штуцера меньшего диаметра. Если падение затрубного давления вызвано образованием на забое пробки, необходимо сначала увеличить скорость выноса жидкости, для чего снизить давление на забой (увеличением d штуцера).
Резкое повышение давления на буфере и в затрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита	Засорение, закупоривание штуцера, газосепаратора или выкидной линии	Если при переключении струи жидкости с рабочего выкида на запасной, затрубное и буферное давление, снизятся до нормального, это означает, что засорился штуцер. Необходимо произвести смену штуцера.
Резкое повышение буферного и затрубного давления	Прорыв газа	Скважину остановить, прокачать «мертвой нефтью» объёмом больше объёма скважины

Отсюда следует очевидная рекомендация по эксплуатации скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении: для сохранения устойчивых дебитов по жидкости до формирования газового конуса (прихода воронки депрессии в область газовой шапки) целесообразно ограничивать уровень депрессии величиной не более 4-5 МПа, не допуская возрастания газосодержания продукции выше 300-400 м³/м³.

Весь проектный срок эксплуатации скважины находятся в зоне фонтанирования, ниже критического уровня. Условия фонтанной эксплуатации скважин отражены на рисунке 3.1.

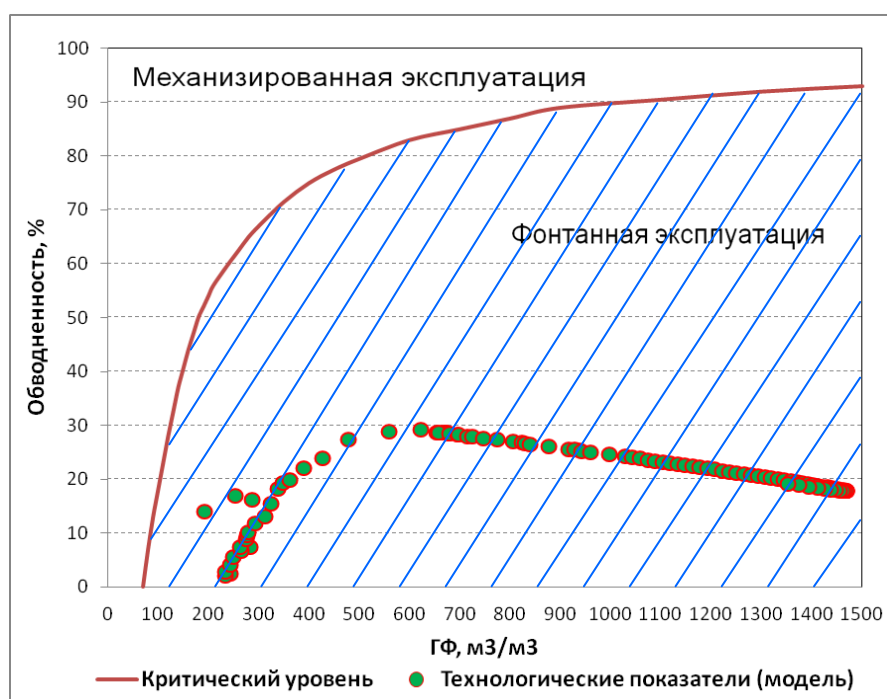


Рисунок 3.1 – Условия фонтанной эксплуатации скважин

На рисунке 3.2 отображен максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации. Обводненность продукции возрастает достаточно медленно, за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30 %, но при этом газовый фактор возрастает > 1500 м³/м³, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

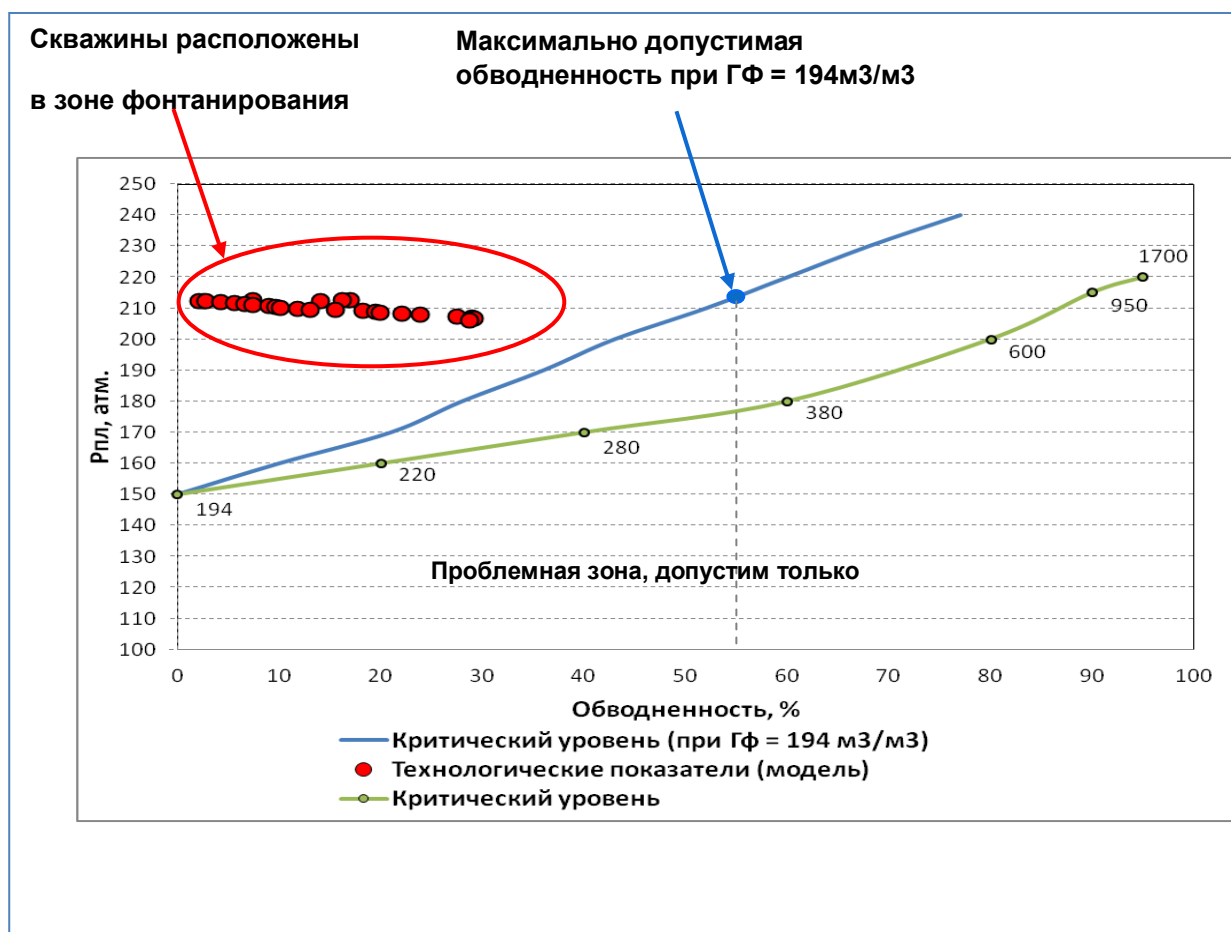


Рисунок 3.2 – Условия фонтанной эксплуатации скважин. Максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации.

3.2 Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Существующее пластовое давление, физико-химические свойства нефти и растворенного в ней газа, глубина залегания нефтяного пласта позволяют сделать вывод о фонтанном способе подъема продукции весь период разработки месторождения. Фонтанный способ подъема рассчитывался для различной обводненности продукции, (от 0 до 60%) и увеличенном газовом факторе (до 500 м³/м³) за счет прорыва газа из газовой шапки на забое добывающих скважин. Текущее пластовое давление по рифейской залежи Юрубченского блока в динамике по годам разработки снижается незначительно

(от 22,4 до 19,1 МПа), коэффициент продуктивности меняется в пределах $20-150 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$.

Большую часть добывающих скважин намечено бурить с горизонтальными стволами в зоне продуктивного горизонта.

По данным опробования и технологическим расчетам дебиты жидкости могут колебаться от 20 до 500 м³/сут, а по отдельным горизонтальным скважинам могут быть получены более высокие отборы, до 1000 м³/сут. В зависимости от производительности скважин рекомендуется фонтанный лифт следующих размеров, что представлено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Размеры фонтанного лифта

Дебит	Единица измерения	Диаметр лифта	Единица измерения
До 50	м ³ /сут	60	мм
50-200		73	
Свыше 200		89	

При выборе внутрискважинного оборудования, в частности, диаметра НКТ, следует учесть, что при большом газовом факторе и высоком дебите резко возрастают потери давления в колонне НКТ. Поэтому для скважин с дебитом более 200 м³/сут рекомендуется использование НКТ $d=89$ мм. С другой стороны, для скважин с прогнозируемым низким начальным дебитом, либо характеризующихся резким падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра (73 мм). В этом случае проектный уровень добычи может быть достигнут даже при сочетании высокой обводненности с высоким газовым фактором [9].

Кроме того, в фонтанных скважинах может быть использован ступенчатый лифт диаметром 60×73 мм или 73×89 мм. Нижний конец лифта необходимо устанавливать в интервале перфорации нефтяного пласта. Регулирование отборов жидкости следует вести штуцерами, установленными

на устье скважин. Для герметизации устья скважин может быть использована фонтанная арматура типа АФК-65×21(35). Арматура рассчитана на давление 21 или 35 МПа.

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами). Трубная обвязка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление: 14, 21, 35, 70, 105, и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки крестовые и тройниковые, по числу спускаемых в скважину рядов труб однорядные и двухрядные и оборудованы задвижками или кранами.

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

При оборудовании скважины двумя концентрическими колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовина), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство.

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку. Манифольд монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации.

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы. Для предупреждения открытых фонтанов применяются комплексы типа комплекс управления скважиной автоматизированный (КУСА) и комплекс управления скважиной автоматизированный электрический (КУСА-Э) при эксплуатации фонтанных скважин. Они могут обслуживать от одной до восьми скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин и при возникновении пожара.

Основные элементы комплексов:

- пакер;
- скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м;
- наземная станция управления.

Управление клапаном-отсекателем может быть пневматическим (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э).

Коэффициенты продуктивности горизонтальных добывающих скважин могут быть очень высокими, а их дебиты в отдельных случаях превышать 1000 т/сут даже при высоких забойных давлениях. Это возможно, если горизонтальные стволы скважин вскроют макротрещиноватые зоны, а при освоении скважин удастся избежать кольматации призабойной зоны. Такие скважины могут фонтанировать до очень высокой степени обводненности добываемой продукции.

С увеличением обводненности продукции добывающие скважины будут снижать свою производительность.

На скважинах, прекративших фонтанирование для подъема жидкости может быть испытан бескомпрессорный газлифт. Источником энергии в этом случае могут служить скважины, перешедшие из нефтяных в газовые, или скважины, прострелянные против газовой шапки. При пластовом давлении 21 МПа давление на буфере газовой скважины составит около 4 МПа, что вполне достаточно для проведения испытания бескомпрессорного газлифта.

В процессе эксплуатации нефтяной залежи активно проявляется газонапорный режим со стороны газовой шапки. Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, происходит процесс разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти, т.е. наблюдаются характерные элементы и режима растворенного газа.

Анализ интерференции скважин в процессе эксплуатации показал наличие хорошей гидродинамической связи между скважинами, что является характерным при разработке залежи с трещинно-каверновым типом коллектора.

Все скважины работают фонтанным способом. Наличие обширной газовой шапки создает большой энергетический потенциал, в результате чего нефтяная залежь может в принципе, разрабатываться без поддержания пластового давления.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются запарафинивание подъёмных труб, а также образование гидратных пробок.

На месторождении активно и эффективно используются тепловые, методы борьбы с отложениями гидратов и АСПО.

Гидродинамические исследования пластов и скважин позволяют решать ряд проблем, связанных с уточнением геологического строения залежи,

определением ее энергетического режима, проведением контроля за разработкой месторождения.

Гидродинамические исследования сложных карбонатных коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения имеют важные как технологические, так и методические особенности. Так как изменения давления в скважине, вскрывающей высокопроницаемый пласт, крайне незначительны и составляют десятые доли атмосферы, для проведения исследований необходимы электронные автономные приборы, способные учитывать изменения давлений на сотые и тысячные доли атмосферы, имеющие разрешающую способность на два порядка выше, чем электронные манометры с тензометрическими датчиками.

При рассмотрении данных гидродинамических исследований скважин установлено резкое увеличение количества газа в продукции скважин уже при депрессии 1-2 кг/см². Количество газа намного превосходит принятый для месторождения газовый фактор 166 м³/т, что позволяет сделать вывод о поступлении в ствол скважины газа из газовой шапки.

По мере увеличения депрессии происходит уменьшение коэффициента продуктивности, что связано с проявлением трех факторов:

- наличием инерционных сопротивлений;
- смыканием трещин;
- работой скважин при давлении ниже давления насыщения.

Анализ индикаторных кривых скважин Юрубчено-Тохомского месторождения позволяет установить причины, обуславливающие снижение продуктивности при увеличении депрессий:

- снижение фильтрационных характеристик в результате смыкания трещин;
- возникновение инерционных сопротивлений при больших скоростях движения флюида по трещинам;
- двухфазным потоком к скважине, обусловленным снижением давления в околоскважинном пространстве ниже давления насыщения.

При проведении гидропрослушивания пласта на 2 участках установлено наличие гидродинамической связи между скважинами, а также исключительно высокие фильтрационные свойства пласта в зоне исследования. Пласт в окрестности исследованных участков (скважин) является единой гидродинамической системой.

Пластовое давление за годы опытно-промышленной эксплуатации остаётся постоянным, что свидетельствует о больших размерах единой гидродинамической системы.

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования позволяет сделать следующие выводы:

- для Юрубчено-Тохомского месторождения основным способом эксплуатации остается фонтанный;
- использование механизированного способа возможно при низких газовых факторах и снижении устьевого давления ниже рабочих параметров ($< 25-30$ атм);
- основными осложняющими факторами добычи продукции скважин являются высокие значения газового фактора.

3.3 Использование автоматических запорно-регулируемых клапанов для контроля работы фонтанных скважин

Как было показано в предыдущих разделах данной главы дипломной работы, основной проблемой при эксплуатации скважин Юрубчено-Тохомского месторождения фонтанным способом будут преждевременные неконтролируемые прорывы газа. Для повышения эффективности разработки Юрубчено-Тохомского месторождения существует необходимость постоянного контроля депрессии на пласт (работа на минимальной депрессии 1-2 атм для предотвращения образования конусов воды и газа). Это вызывает необходимость операторам ДНГ постоянно корректировать режимы работы скважин на кустовых площадках в условиях Крайнего Севера

В дипломной работе предлагается изменить текущую схему заканчивания и поверхностной обвязки скважин Юрубчено-Тохомского месторождения эксплуатирующихся фонтанным способом. На рисунке 3.3 представлены предложенные изменения в конструкции.

На забой скважины предлагается поставить забойные постоянные манометры, соединенные с поверхностным оборудованием электрическим бронированным кабелем.

На поверхности на выкидной линии устанавливается автоматический запорно-регулируемый клапан (ЗРК) производства НПФ “СИАНТ”, который соединен с блоком автоматики для контроля работы фонтанных скважин [10].

Данный комплекс предназначен для для управления технологическим процессом фонтанной добычи нефти путем дистанционного контроля и управления работой скважин в том числе:

- сбор и обработка информации, поступающей с первичных датчиков-преобразователей;
- управление исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальную производительность скважин
- оперативное изменение режима работы скважин

- накопление полученной информации для формирования статистических данных и контроля за состоянием нефтяных скважин.

То есть предложенная система состоит из трех основных модулей:

- Забойный манометр – для замеров забойного давления в режиме реального времени;

- Запорно-Регулируемый Клапан (ЗРК) - замеряет основные параметры добываемого флюида на устье (давление, температура, технологический дебит), а также регулирует работу скважину путем автоматического контроля расхода или забойного давления (депрессии);

- Блок автоматики - осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины (куста скважин) в цех ДНГ и /или офис Заказчика;

Ниже представлено описание данных ключевых узлов системы для контроля работы фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

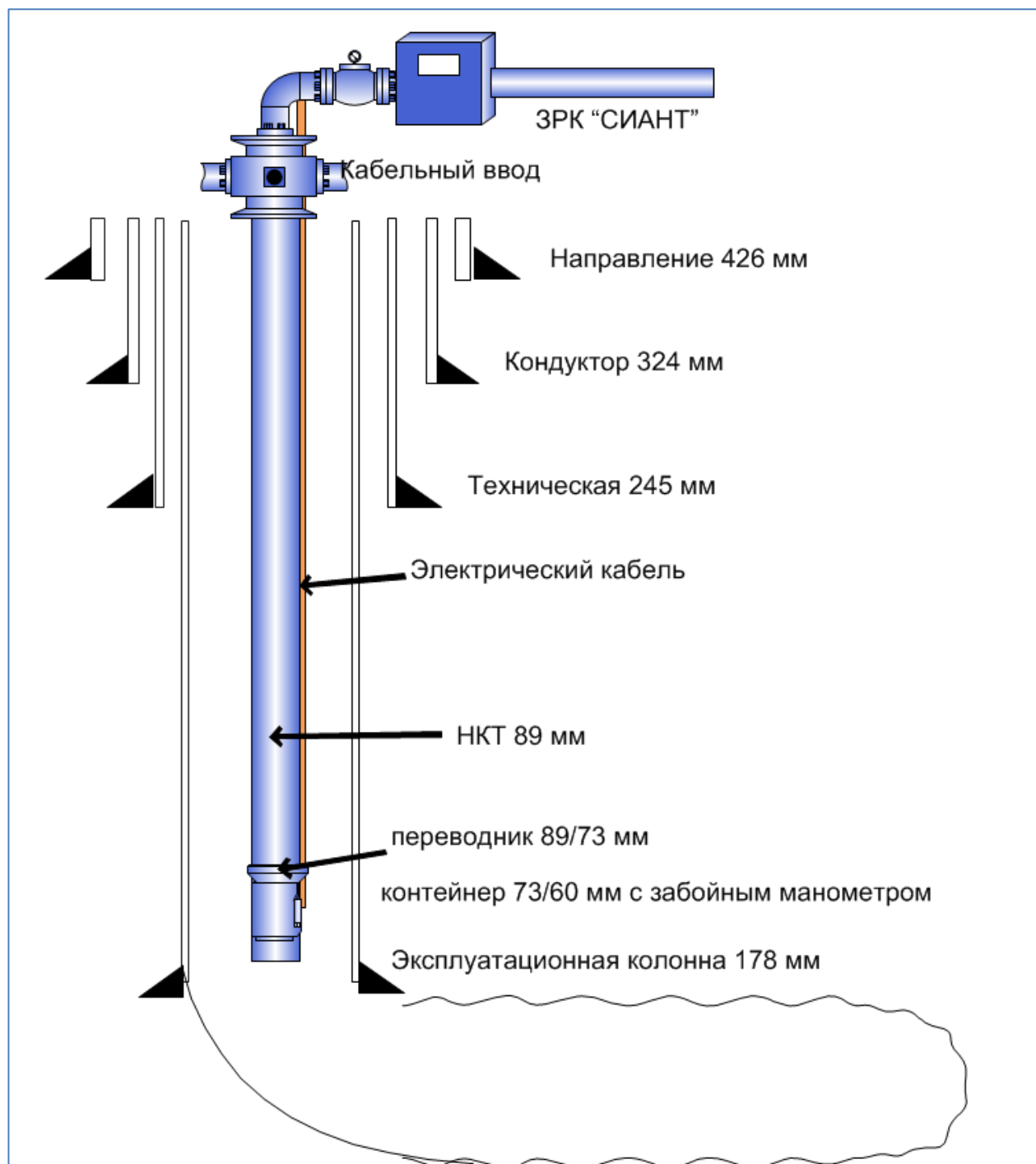


Рисунок 3.3 - Изменение конструкции скважины

Забойный манометр

Глубинные приборы (манометры, термометры), применяемые в процессе ГДИС по способу получения измерительной информации, бывают автономные и дистанционные.

Автономные приборы позволяют получить результаты измерений или регистрации параметра (давления, температуры и др.) только после подъема их из скважины.

Дистанционные приборы передают показания на поверхность земли от датчика на забое по бронированному электрическому кабелю, соединяющему дистанционный глубинный прибор с вторичным прибором на поверхности. В этом их преимущество, так как возможны контроль и наблюдение за процессом исследования скважины и оперативного вмешательства в необходимых случаях (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 - Забойный манометр

Для пробной эксплуатации предлагается оснастить добывающие скважины забойными манометрами (дистанционные приборы), которые позволяют производить запись давления в режиме реального времени и передавать данные в офис или цех недропользователя для проведения ГДИС.

К числу важнейших метрологических характеристик глубинных манометров, которые учитываются при выборе соответствующего прибора, относятся следующие:

1. Точность – способность корректно измерять давление, (оценивается отношением суммарной погрешности измерений к истинному значению измеряемой величины);

2. Разрешающая способность характеризует способность прибора реагировать на изменение давления, способность и возможность измерения прибором небольших приращений давления;

3. Диапазон измеряемых давлений определяется верхним и нижним пределами измерений. Рабочий диапазон манометра определяется условиями, при которых могут устойчиво и надёжно работать преобразователь давления, источник энергии и записывающий механизм. Манометры проектируются для работы в определённом диапазоне давлений и температур. Результатом выхода из этого диапазона может быть некорректно замеренные данные, или выход из строя прибора. В этом случае нет никакой гарантии, что данные находятся в пределах заявленной производителем точности и разрешающей способностью;

4. Дрейф нуля – изменения в показаниях манометра, не связанные с действительным изменением давления;

5. Время стабилизации – время, необходимое для определения нового значения измеряемого параметра после его ступенчатого изменения; определяет способность датчика отслеживать быстрые изменения давления со временем. В зависимости от типа датчика и величины изменения измеряемого параметра это время может варьироваться от нескольких секунд до нескольких часов.

6. Частота замеров данных;

7. Долговечность. Необходимо учитывать ожидаемые условия на забое скважины при выборе датчика. Различные типы датчиков имеют различный ресурс прочности.

Чувствительным элементом электрических манометров могут быть следующие типы преобразователей давления:

1. Тензометрические – с тензорезисторами, показания которых изменяются под влиянием деформаций при изменении давления;

2. Пьезокварцевые – пьезокварцевая пластина, частота колебаний изменяется в зависимости от давления.

Запорно-Регулируемый Клапан (ЗРК)

Модуль регулирования представляет собой игольчатый клапан с электрическим приводом, позволяющий проводить тонкую настройку расхода через ЗРК или поддержку определенного значения давления (депрессии на пласт), независимо от давлений в выкидной линии (рисунок 3.5).

Модуль регулирования подключен через байпас в линию добычи. При данной схеме обвязки есть возможность работать как напрямую без контроля добычи, так и через модуль регулирования с фиксацией всех рабочих параметров скважины. Управление ЗРК, контроль работы, а также передача данных происходит с использованием блока автоматики. На блок автоматики с каждой скважины с ЗРК передаются и визуализируются на панели управления следующие данные: давление и температура до ЗРК, давление и температура после ЗРК, процент открытости клапана, текущая уставка расхода (или давления), технологический расход. Также дополнительно подключаются замеры буферного давления, давления в затрубе и давления в линии. Эти данные позволяют обрабатывать входные данные в режиме реального времени, изменять процент открытости ЗРК для поддержания расхода или постоянного давления для оптимизации работы фонтанной скважины.



Рисунок 3.5 - Модуль регулирования на скважине

Дополнительные модули, которые входят в систему, включают в себя:

- Трубопровод
- Фланец
- Клапан-регулятор
- Привод
- Датчик давления
- Датчик давления
- Аналоговый манометр
- Вентили
- Дренаж
- Термодатчики
- Ввод датчиков
- Кожух
- Система терморегулирования

Блок автоматики

Управление модулями и контроль работы, а также передача данных происходит с использованием блока автоматики (рисунок 3.6). Основные технические параметры и характеристики блока автоматики представлены в таблице 3.4.



Рисунок 3.6 - Схема блока автоматики

Таблица 3.4 - Характеристика блока автоматики

Сбор, управление и передача данных с 5-8 скважин (до 10 регистрируемых параметров на скважину: - давления, температура и другие)
Протокол Modbus TCP/IP (скорость до 100 Мбит/с)
+ 16 запасных каналов для подключения систем Заказчика протокол Modbus RTU (скорость до 9600 Кбит/с)
Взрывозащищенное оборудование (стандарт Exia) Бронированный кабель
максимальная дальность передачи данных 10-20 км
Сертификаты соответствия Ростехнадзора на оборудование

Также предложенная система контроля работы фонтанных скважин Юрубчено-Тохомского месторождений включает в себя программный комплекс со следующими функциями:

- Сбор и хранение данных по каждой скважине на серверах в цеху или удаленном офисе.
- Визуализация данных в режиме реального времени, а также исторических данных за любой период времени.
- Возможность управления ЗРК на любой скважине с удаленного стационарного или персонального устройства в защищенном режиме.

Таким образом на блок автоматики передаются и визуализируются на панели управления (рисунок 3.7) следующие данные:

- Давление и температура до ЗРК;
- Давление и температура после ЗРК;
- Процент открытости ЗРК;
- Текущая уставка расхода (или давления) газа через ЗРК;
- Технологический расход газа;

- Буферное давление (дополнительное подключение);
- Давление в затрубе (дополнительное подключение);
- Давление в линии (дополнительное подключение);
- Показания сторонних расходомеров(дополнительное подключение).

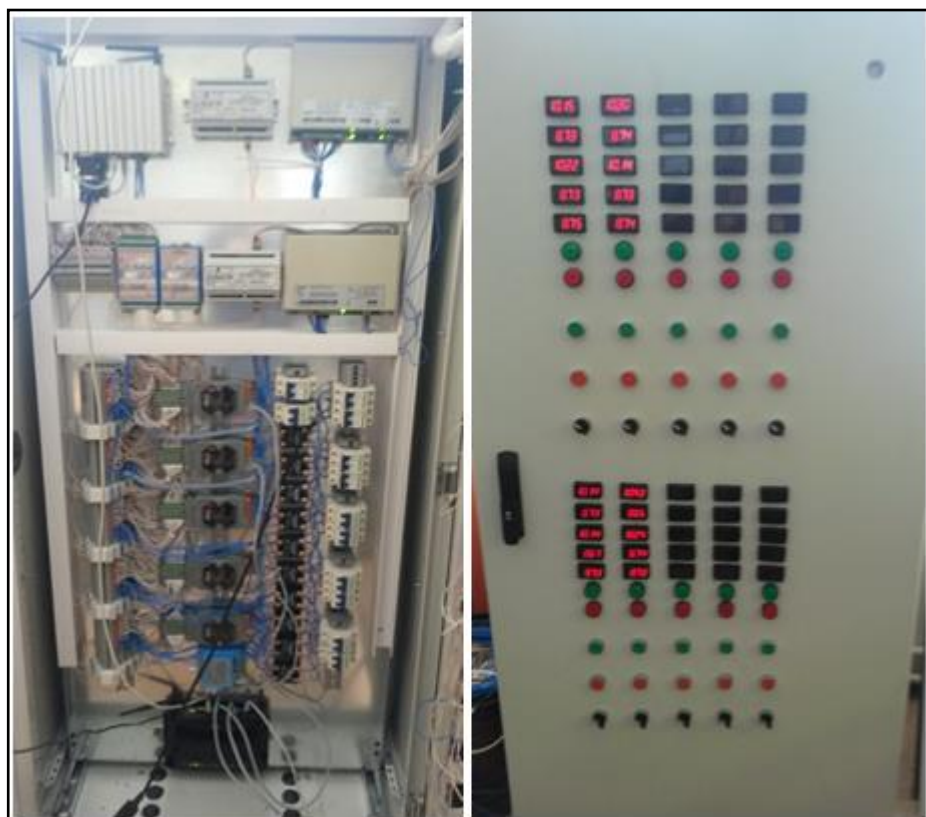


Рисунок 3.7 - Блок автоматики. Вывод данных.

Связь между блоком автоматики и автоматизированным рабочим местом осуществляется посредством стека протоколов TCP/IP. На физическом уровне в данной реализации используется Wi-Fi радиомост (рисунок 3.8). Расстояние от БА до АРМ составляет примерно 6,7 км. Это позволяет обеспечить большую скорость обмена данными, высокую помехоустойчивость и минимальную задержку, поэтому на АРМ представлены данные, фактически, в реальном времени (задержка составляет менее 1 секунды) и при любых погодных условиях.



Рисунок 3.8 - Внешний вид антенны

Данные технологии позволяют обеспечивать связь на дистанциях до 50 километров и скоростях до 100 Мбит/с, поэтому не составляет труда обеспечить связь с далеко расположенными скважинами и с кустами с большим количеством скважин. Wi-Fi оборудование работает на гражданских частотах, что позволяет избежать необходимости лицензирования и согласования применения.

Запорно-Регулируемый Клапан позволит решать следующий круг задач:

- автоматический контроль работы скважины по забойному давлению – контроль депрессии (данные с забойного манометра) или по расходу;
- контроль и предупреждение прорывов газа;
- передача данных в режиме реального времени;
- возможность изменения уставок на скважину в удаленном режиме;
- операторы ДНГ освобождаются для выполнения более насущных задач.

Отдельно стоит обсудить возможность значительно повысить эффективность разработки Юрубчено-Тохомского месторождения при оснащении всех добывающих скважин на кусте подобными системами.

Прорыв газа по одной из добывающих скважин, повышает давление в линии в кустовой обвязке. Это приводит к повышению буферного давления для остальных скважин и в итоге снижает добычу по всему кусту (рисунок 3.9).

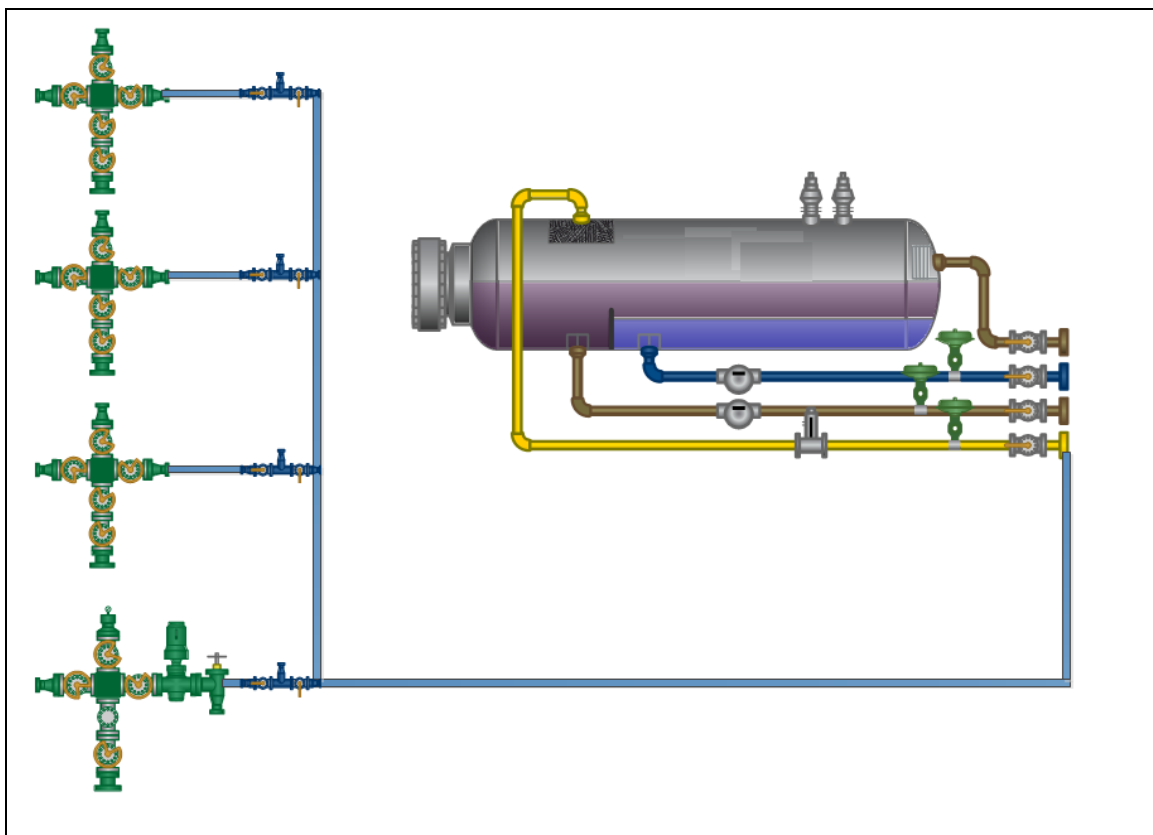


Рисунок 3.9 - Обвязка куста скважин

Оснащение всех скважин куста ЗРК позволит оптимизировать и контролировать работу отдельных скважин и повысить добычу в целом по кусту и по месторождению.

4 Безопасность и экологичность

Освоение, эксплуатация и ремонты нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять особое внимание безопасности производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение к своим обязанностям может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды [11, 12].

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Особенно резкое изменение состояния окружающей среды происходит в районах развития многолетней мерзлоты, поскольку в этих районах природное физико-химическое и термодинамическое равновесие весьма неустойчиво. Восстановление идет в районе медленно и далеко не всегда в желаемом направлении.

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением

вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда) [11].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1 [13].

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [14].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -28°C до -35°C , самая низкая температура достигает -60°C . Высота снежного покрова достигает 0,40-0,90 м. Лето умеренно теплое.

Преобладающая температура воздуха в июле $+19^{\circ}\text{C}$. Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib [14].

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью,

допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [15].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда [16].

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м [17].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 4.2 [18].

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические условия труда

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [19].

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [20].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3 [21].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [22].

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [23].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов [24].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при

помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.5[16].

Таблица 4.5 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопас- ности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниеза- щиты по РД 08- 200-98
Устье скважины	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Іг	ІА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Іг	ІА-ТЗ	2
В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; П-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [25].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

4.7 Экологичность проекта

В объемы водоохранных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, реки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках рек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение

отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа посвящена модернизации технологии фонтанной эксплуатации добывающих горизонтальных скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край).

Предложенная в дипломной работе система состоит из трех основных модулей:

- Забойный манометр – для замеров забойного давления в режиме реального времени.

- Запорно-Регулируемый Клапан (ЗРК) - замеряет основные параметры добываемого флюида на устье (давление, температура, технологический дебит), а также регулирует работу скважины путем автоматического контроля расхода или забойного давления (депрессии).

- Блок автоматики - осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины (куста скважин) в цех ДНГ и /или офис недропользователя.

Предложенная в дипломной работе система (производства ЗАО НПФ “СИАНТ”) позволит решать следующий круг задач:

- автоматический контроль работы скважины по забойному давлению – контроль депрессии (данные с забойного манометра) или по расходу;
- контроль и предупреждение прорывов газа;
- передача данных в режиме реального времени;
- возможность изменения уставок на скважину в удаленном режиме.

Данная технология позволит контролировать работу скважин и кустов скважин, при этом операторы ДНГ освобождаются для выполнения более насущных задач.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам
НГР - нефтегазоносный район
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ - начальные извлекаемые запасы
НГЗ - начальные геологические запасы
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ППД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нефтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ - широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ - поверхностно-активные вещества
ПДС - полимерно-дисперсная система
ВУС - воздействие вязкоупругими составами
ПНДС - полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС - призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА - полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ - предельно допустимый выброс
ПДК - предельно допустимая концентрация
МЗС – много-забойная скважина
ГС – горизонтальная скважина
ГРР – геолого-разведочные работы
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
КВД – кривая восстановления давления
КПД - кривая падения давления
ЗРК – запорно-регулируемый клапан

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003 г.
2. Отчет “Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения” Договор 9043 Этап 1 Том1 Самара – 1995.
3. Вольпин С.Г. “Обработка результатов гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и составление программы ГДИ на 2003 год” (отчёт по договору № 24-02/с). Москва, 2002 г.
4. Вольпин С.Г. «Определение степени интерференции скважин и участия матрицы в процессах фильтрации по данным гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения» (отчет по договору № ВС-81-03). Москва, 2003г.
5. Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г.
6. «Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. г. Самара, 1995г.
7. «ТЭО разработки на условиях соглашения о разделе продукции Юрубченского блока ЮТНГКМ». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» Том 2, Самара, 2001г.
8. «Сбор нефти и газа с первоочередных разведочных скважин Юрубченского месторождения с целью изучения горно-геологических условий разработки». Рабочий проект, Институт «Гипровостокнефть», г.Самара, 1996-2001гг.
9. Освоение скважин: Справочное пособие / Под ред. Р.С. Яремийчука. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – «Комплексное обустройство

- первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения с внешним транспортом нефти», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2008 г.
10. Официальный сайт компании НПФ СИАНТ [Электронный ресурс] <http://www.siant.ru/>.
 11. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введен в действие постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 18 ноября 1974 г. N 2551
 12. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
 13. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Дата введения 2004-01-01 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным государственным унитарным предприятием "СантехНИИпроект" при участии Федерального государственного унитарного предприятия "Центр методологии нормирования и стандартизации в строительстве" (ФГУП ЦНС) и группы специалистов.
 14. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
 15. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
 16. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
 17. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Дата введения 2009-05-01, Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. N 182

18. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Дата введения в действие: 01.07.1990
19. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Введен в действие [ГН 2.2.5.2439-09](#) с 30 апреля 2009 года.
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
21. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 28 июня 1976 г. N 1581. 7 стр.
22. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». УТВЕРЖДЕНО приказом`Минэнерго`России от 30.06.2003 № 280
23. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
25. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 01.04.2007